

Efeito da composição mineral e orgânica na petrofísica de folhelhos negros

Effect of mineral and organic composition on petrophysics of black shales

Anne Beatrice Guedes Sobrinho¹; José Agnelo Soares²; Juliana Targino Batista³; Mariana Laiane Soares Dutra⁴; Gabriel Viana⁵; Jaquelynne Cassia Amorim⁶

- ¹ Universidade Federal de Campina Grande, Laboratório de Petrofísica / Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia, Campina Grande /PB, Brasil. Email: annebeatriceguedessobrinho@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-2193-8483>
- ² Universidade Federal de Campina Grande, Laboratório de Petrofísica / Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia, Campina Grande /PB, Brasil. Email: agnelosoares@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-6956-4013>
- ³ Universidade Federal de Campina Grande, Laboratório de Petrofísica / Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia, Campina Grande /PB, Brasil. Email: juliana-targino@hotmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0009-0008-3342-798X>
- ⁴ Universidade Federal de Campina Grande, Laboratório de Petrofísica / Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia, Campina Grande /PB, Brasil. Email: marianalaianedutra@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0009-0005-0882-8042>
- ⁵ Universidade Federal de Campina Grande, Laboratório de Petrofísica / Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia, Campina Grande /PB, Brasil. Email: gabrielviana9785@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-9705-0103>
- ⁶ Universidade Federal de Campina Grande, Laboratório de Petrofísica / Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia, Campina Grande /PB, Brasil. Email: jaquelynne.amorim@gmail.com
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7622-9328>

Resumo: Um novo cenário para a expansão da matriz energética global tem se delineado com a exploração de recursos não convencionais, oriundos de rochas cujas características petrofísicas não permitem extração por métodos tradicionais. Entre essas rochas, destacam-se os folhelhos negros que atuam como reservatórios com alto potencial gerador de hidrocarbonetos, embora apresentem propriedades complexas. Este trabalho avalia os folhelhos negros da Bacia do Araripe por meio de ensaios petrofísicos básicos e especiais, além de técnicas de caracterização de materiais, para entender o efeito da composição mineral e orgânica sobre as propriedades petrofísicas desse tipo de rocha. Os resultados indicam que esses folhelhos são compostos predominantemente por minerais como calcita e feldspato – composição mineralógica que favorece o fraturamento hidráulico, técnica essencial para viabilizar a produção de hidrocarbonetos em sistemas não convencionais, além de conter teores elevados de matéria orgânica. As amostras apresentam baixa permeabilidade, mas porosidade considerável, embora grande parte dela seja formada por microporos, presentes principalmente na matéria orgânica e nos argilominerais. A análise da relação entre porosidade e velocidade de propagação de ondas elásticas revelou o importante papel da microporosidade, principal responsável pelo contraste de impedância elástica entre o reservatório não convencional e as rochas encaixantes presentes naquela bacia, favorecendo a aplicação do método sísmico para o mapeamento desse importante tipo de reservatório de hidrocarbonetos.

Palavras-chave: Folhelhos negros; Petrofísica; Fraturamento hidráulico.

Abstract: A new landscape for the expansion of the global energy matrix has emerged with the exploration of unconventional resources derived from rocks whose petrophysical characteristics do not allow extraction through traditional methods. Among these rocks, black shales stand out as reservoirs with high hydrocarbon generation potential, although they exhibit complex properties. This study evaluates the black shales of the Araripe Basin through basic and advanced petrophysical tests, as well as material characterization techniques, to understand the effect of mineral and organic composition on the petrophysical properties of this type of rock. The results indicate that these shales are predominantly composed of minerals such as calcite and feldspar — a mineralogical composition that favors hydraulic fracturing, an essential technique for enabling hydrocarbon production in unconventional systems — and also contain high levels of organic matter. The samples exhibit low permeability but considerable porosity, although much of it is formed by micropores, mainly present in the organic matter and clay minerals. The analysis of the relationship between porosity and elastic wave propagation velocity revealed the important role of microporosity, which is mainly responsible for the elastic impedance contrast between the unconventional reservoir and host rocks in that basin, favoring the application of the seismic method for mapping this important type of hydrocarbon reservoir.

Keywords: Black shales; Petrophysics; Fracking.

1. Introdução

Em virtude do crescente consumo energético global e da contínua dependência de fontes convencionais de energia, como petróleo, carvão e gás natural, o setor energético internacional tem direcionado esforços significativos para o desenvolvimento de alternativas, incluindo energia solar, eólica, hidrelétrica e geotérmica, que sejam competitivas do ponto de vista técnico e econômico em relação às fontes tradicionais (MIRANDA, 2023). A partir de 2010, os Estados Unidos da América aumentaram substancialmente a sua produção interna de hidrocarbonetos devido a adoção de técnicas de exploração tais como fraturamento hidráulico e perfuração horizontal em reservatórios não convencionais, o que tornou possível o aproveitamento desse recurso, antes não considerado economicamente viável devido a limitações tecnológicas. Por essa razão ocorreu um salto na produção de cerca de 5 milhões de barris de óleo/dia em 2020 para 13,2 milhões de barris de óleo/dia em 2024. No mesmo período a produção de gás duplicou (EIA, 2025). Os reservatórios convencionais de petróleo e gás natural estão inseridos em sistemas petrolíferos compostos por rochas geradoras maduras, estruturas de acumulação (trapas), rochas reservatório com alta permeabilidade - geralmente arenitos ou carbonatos - e rochas selantes. Em contraste, os reservatórios não convencionais são caracterizados por sua ocorrência em litologias de baixa permeabilidade, como o folhelho, no qual todos os elementos do sistema petrolífero estão presentes em uma única unidade geológica. Nesse caso, a própria rocha geradora também desempenha funções de reservatório e selante (ROSS & BUSTIN, 2007).

Entre os principais tipos de reservatórios não convencionais se encontra o folhelho negro (*oil shale*), o qual consiste em um folhelho rico em matéria orgânica, com potencial para geração e acumulação de volumes economicamente relevantes de hidrocarbonetos (SLATT, 2012). Os folhelhos representam um desafio à caracterização geológica e petrofísica, sobretudo em razão de sua composição heterogênea, granulometria fina e, frequentemente, pela presença de fases minerais e orgânicas amorfas (RODRIGUES, 2018). A Figura 1 apresenta um bloco de folhelho negro extraído da Bacia do Araripe. Esses reservatórios são marcados pela presença de poros e microfraturas com dimensões que variam da micro à nanoescala, sendo que aproximadamente 80% da porosidade é composta por microporos. Além disso, diferenciam-se dos reservatórios convencionais por apresentarem alta concentração de matéria orgânica, predominância de minerais argilosos, baixa macroporosidade e permeabilidade - características que implicam em gargantas de poro em escala nanométrica, elevada área superficial mineral e um histórico diagenético complexo (ZOU, 2017).



Figura 1 – Afloramento de folhelho negro na Bacia do Araripe.

Fonte: Autores (2025).

O Brasil apresenta considerável potencial para a pesquisa e exploração de reservatórios não convencionais. Dentre os locais que apresentam a ocorrência desse material encontra-se a Bacia do Araripe, localizada entre os estados de Pernambuco, Ceará e Piauí. Trata-se da maior bacia interior do Nordeste brasileiro e possui múltiplas unidades de folhelhos negros aflorantes na Formação Ipubi, apresentando como encaixantes calcários laminados e gipsita (ASSINE, 2007).

A petrofísica, ramo das geociências que estuda as propriedades físicas das rochas e sua relação com a movimentação de fluidos em seus poros, considera que tais propriedades estão intrinsecamente associadas à composição mineralógica e à presença de fluidos. Entre essas propriedades encontram-se a porosidade, a permeabilidade e a densidade (RODRIGUES, 2018). A porosidade, em particular, é um parâmetro essencial na engenharia de reservatórios, pois está diretamente relacionada à capacidade de armazenamento de fluidos. Em litologias do tipo folhelho, entretanto, a avaliação da porosidade é complexa, devido à natureza microscópica de seus poros (ROSA, 2006). A permeabilidade, definida como a facilidade com que um fluido se desloca através do meio poroso, é importante para a recuperação dos fluidos contidos em seu interior (SEABRA, 2005). Entretanto, conforme destacado por Sakhaee-Pour e Bryant (2012), a compreensão da permeabilidade em folhelhos ainda é limitada, sobretudo devido à dificuldade de modelar o fluxo de fluidos em poros de escala nanométrica. A propagação de ondas elásticas permite a caracterização elastodinâmica das rochas e é a base do método sísmico, amplamente aplicado na prospecção de reservatórios de hidrocarbonetos.

Para a caracterização mineralógica são comumente empregadas técnicas analíticas como a difração de raios X (DRX) e a espectrometria por fluorescência de raios X (FRX). DRX é uma técnica utilizada para a identificação e quantificação de fases cristalinas, baseando-se no fato de que cada composto cristalino possui um padrão difratométrico único (MELLO, 2006). Por sua vez, a FRX permite a determinação multielementar da composição química de materiais geológicos, como rochas, solos e sedimentos, sendo amplamente utilizada para esse fim (DUTRA & GOMES, 1984).

A presença de matéria orgânica torna as propriedades físicas dos reservatórios não convencionais mais complexas, sendo um fator importante para o desenvolvimento de microporosidade na rocha (SHI *et al.*, 2015). Os sistemas de poros em escala nanométrica nos folhelhos exercem um papel relevante no controle da capacidade de armazenamento de hidrocarbonetos (CHALMERS *et al.*, 2012). A identificação de folhelhos com potencial para produção de hidrocarbonetos envolve estudos de caracterização. Dentre as análises utilizadas para esse fim destacam-se aquelas voltadas à matéria orgânica, mineralogia, teor de gases presentes nas rochas, espectrometria de raios gama, porosidade e permeabilidade (ALEXANDER *et al.*, 2011).

Assim, o presente estudo tem como objetivo caracterizar os folhelhos negros da Bacia do Araripe, com ênfase em suas propriedades petrofísicas, mineralógicas e orgânicas, por meio de análises laboratoriais, e entender o efeito da composição mineral e orgânica dos folhelhos negros sobre as suas propriedades petrofísicas relevantes.

2. Metodologia

A área de estudo está situada na divisa dos municípios de Nova Olinda e Santana do Cariri, no estado do Ceará, onde foram coletadas amostras de rochas durante campanhas de campo realizadas na Mina Pedra Branca. Nesse local, ocorrem afloramentos representativos da Bacia do Araripe (Figura 2).

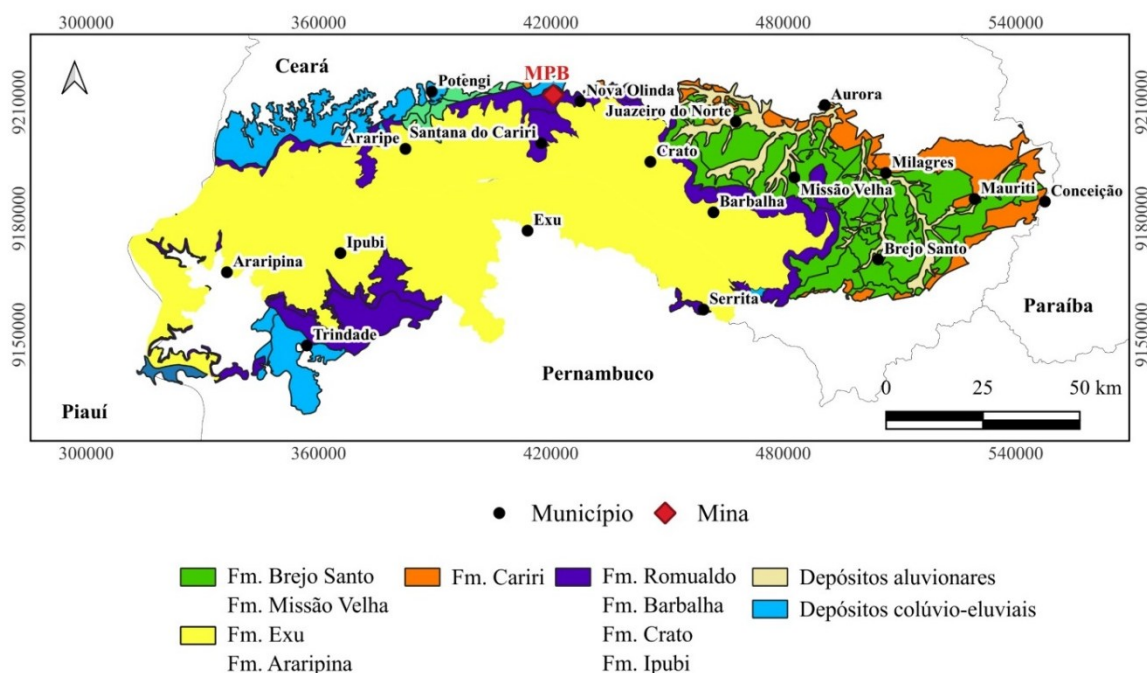


Figura 2 – Mapa de localização da área de estudo.

Fonte: Adaptado e modificado de Assine (2007) e de Medeiros (2004).

Os ensaios petrofísicos básicos realizados nesta pesquisa compreendem a determinação de porosidade, permeabilidade, densidade aparente e densidade dos grãos. A medição das velocidades de propagação das ondas elásticas é considerado um método petrofísico especial. Para esses procedimentos, as amostras foram submetidas à serragem e ao polimento de suas superfícies. Devido à natureza essencialmente físsil dos folhelhos, essas amostras foram ensaiadas com a sua saturação natural, sem a tradicional secagem em estufa a 90 °C por um período de 24 horas, o que resultaria na quebra e consequente perda das amostras. Os ensaios petrofísicos básicos foram realizados no permoporosímetro Ultra-Poro/Perm 500, usando nitrogênio como gás saturante, enquanto que os ensaios petrofísicos especiais foram realizados no sistema Autolab 500.

A fluorescência de raios X foi empregada como técnica complementar à difração de raios X, fornecendo informações acerca da composição elementar dos materiais. As análises foram conduzidas por espectrometria de dispersão de energia, possibilitando a quantificação dos elementos químicos presentes nas amostras. As análises por DRX foram fundamentais para a identificação das fases minerais cristalinas, a partir da interação dos raios X com a estrutura atômica ordenada dos minerais, gerando padrões específicos de difração. Os experimentos foram realizados em difratômetro com radiação Cu-K α , operando sob voltagem de 40 kV e corrente de 30 mA, com varredura angular na faixa de 5° a 60° (2 θ) e passo de 2°/min. A análise quantitativa das fases minerais foi realizada por meio do método de refinamento de Rietveld, permitindo a determinação precisa das proporções das fases identificadas.

Os ensaios de velocidades ultrassônicas foram realizados com aquisição simultânea de três formas de onda: a onda compressional (onda P), que se propaga com polarização paralela ao eixo longitudinal da amostra, e duas ondas cisalhantes (ondas S₁ e S₂), com direções de polarização mutuamente ortogonais e perpendiculares ao eixo da amostra.

O ensaio de termogravimetria – TGA foi usado para determinar a matéria orgânica presente nas amostras, para tanto empregaram-se os seguintes parâmetros: temperatura inicial 30°C, temperatura final 900°C, taxa de aquecimento de 15°C/min e com nitrogênio como gás de arraste.

3. Resultados e discussão

Os folhelhos são rochas sedimentares de granulometria fina, classificadas como materiais compósitos em escala microscópica, formados por partículas com diâmetros variando entre alguns nanômetros e 100 micrômetros. Essas rochas apresentam significativa variabilidade mineralógica, podendo conter argilominerais, filossilicatos, quartzo, feldspato,

carbonatos, matéria orgânica e pirita (CHARLTON *et al.*, 2021). Devido à sua estrutura compacta e à granulometria fina, o folhelho apresenta baixa macroporosidade e permeabilidade, pois sua porosidade é majoritariamente constituída por microporos contidos na argila e matéria orgânica, o que o torna um excelente selante em sistemas petrolíferos e um fator importante em estudos de armazenamento geológico de CO₂ ou de contenção de contaminantes (BJØRLYKKE, 2010). A tabela 1 exibe os resultados obtidos através dos ensaios petrofísicos realizados em amostras extraídas da Mina Pedra Branca.

Tabela 1 – Resultados dos ensaios petrofísicos realizados nas amostras da mina MPB.

Amostra	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)	Densidade de grãos (g/cm³)	Densidade aparente (g/cm³)
MPB_1A	27,4	<1	2,223	1,614
MPB_1B	26,8	1,50	2,313	1,693
MPB_1C	28,0	<1	2,233	1,608
MPB_1D	27,6	<1	2,259	1,635
MPB_1E	25,6	3,97	2,314	1,723
MPB_1F	27,6	2,07	2,252	1,631
MPB_1G	23,4	3,31	2,372	1,816
MPB_1H	26,5	-	2,303	1,693
MPB_1I	25,8	1,89	2,398	1,780
MPB_1J	28,2	-	2,274	1,632
MPB-P002	21,9	-	2,491	1,944
MPB-P003	20,6	2,06	2,437	1,935
MPB-P005	21,2	<1	2,470	1,945
MPB-P006	31,3	-	2,324	1,596
MPB-P007A	24,6	<1	2,360	1,777
MPB-P008	18,9	<1	2,460	1,996
MPB-P009	22,4	-	2,002	1,553
MPB_P07B	14,5	<1	2,411	2,061
MPB01-01	4,6	-	1,942	1,853
MPB01-02	4,0	-	1,986	1,907
MPB01-03	9,9	-	2,102	1,894
MPB01-04	2,3	-	1,926	1,882
MPB01-05	5,1	-	2,064	1,959
MPB01A-01	10,9	-	2,121	1,890
MPB01A-02	10,4	-	2,113	1,893
MPB01A-03	7,4	-	2,002	1,854
MPB01A-04	6,9	-	2,010	1,871
MPB02-01	7,9	-	2,041	1,880
MPB02-03	14,8	-	2,142	1,825
MPB02-05	4,2	-	1,912	1,832
MPB02-06	10,2	-	2,080	1,868
MPB03-01	8,0	-	2,056	1,892
MPB03-03	13,7	-	2,210	1,907
MPB02-04	9,4	-	2,084	1,888

Fonte: Autores (2025).

Os resultados dos ensaios petrofísicos indicaram baixos valores de permeabilidade. Em alguns casos, a permeabilidade não pôde ser aferida, pois os valores estavam abaixo do limite de sensibilidade do equipamento (1 mD).

Segundo Amyx *et al.* (1960), permeabilidades inferiores a 1 mD são consideradas baixas. Como todos os resultados obtidos se situam nessa mesma ordem de grandeza, conclui-se que a permeabilidade é baixa em todas as amostras, o que é condizente com o tipo de rocha analisado. Para fins comparativos, reservatórios convencionais de arenito compactado apresentam permeabilidades variando entre 0,5 mD e 20 mD (KING, 2012). A baixa permeabilidade dos folhelhos é decorrente da pequena interconexão entre os seus macroporos, conforme observado por Law & Curtis (2002). No entanto, os microporos, mesmo quando bem interconectados, não contribuem substancialmente para a permeabilidade dos folhelhos devido à sua elevada pressão capilar.

Os valores de porosidade medidos em ensaios laboratoriais variaram de 2,3% a 31,3%. Segundo Chapman (1976), rochas-reservatório convencionais, geralmente de composição detrítica e granulometria entre areia e seixo, apresentam porosidade suficiente para armazenar e posteriormente permitir a extração de petróleo. Os valores de porosidade mais comuns em tais rochas variam entre 5% e 35%, com maior concentração entre 15% e 30%. Embora as amostras analisadas sejam folhelhos, os resultados obtidos por meio dos ensaios de petrofísica básica revelaram valores relativamente elevados de porosidade. Cabe destacar que esses valores não incluem a porosidade associada a microporos, uma vez que o equipamento utilizado não possui sensibilidade suficiente para caracterizá-los. Sendo assim, a porosidade total das amostras pode ser ainda maior do que a registrada nos ensaios.

De acordo com os padrões estabelecidos pela União Internacional de Química Pura e Aplicada (IUPAC), os poros podem ser classificados em três categorias: macroporos (>50 nm), mesoporos (2–50 nm) e microporos (<2 nm). Nos reservatórios de folhelho, os poros são significativamente menores que aqueles encontrados em reservatórios convencionais, podendo atingir a escala nanométrica (NELSON, 2009; ROSS & BUSTIN, 2009). Os ensaios laboratoriais de porosidade, realizados com o equipamento utilizado neste estudo, permitem caracterizar predominantemente os macroporos e mesoporos. Dessa forma, a microporosidade, neste caso geralmente associada à matéria orgânica, pode não ser totalmente captada por essa metodologia (SHI *et al.*, 2015).

Embora mesoporos e macroporos também estejam presentes, os microporos predominam nos sistemas de folhelhos negros (BU *et al.*, 2015; YANG *et al.*, 2016). Por essa razão, a porosidade medida em laboratório não representa a porosidade total desse tipo de rocha, uma vez que grande parte dela está associada à presença de matéria orgânica e de argilominerais na amostra. Nos folhelhos analisados neste trabalho, há indicações de que a matéria orgânica contribui majoritariamente para o desenvolvimento de microporos, havendo uma relação direta entre o teor de matéria orgânica e a microporosidade.

As análises de DRX indicam que as fases minerais predominantes nas amostras investigadas são calcita e ortoclásio (feldspato). Os ensaios de fluorescência de raios X revelaram proporções médias de 60% de CaO e 17% de SiO₂. Em menores concentrações, foram identificadas outras fases minerais. A Figura 3 apresenta alguns difratogramas gerados. A composição mineralógica dos folhelhos desempenha um papel fundamental na viabilidade da produção de gás e óleo em reservatórios, pois influencia diretamente o comportamento mecânico da rocha durante o fraturamento hidráulico, operação essencial na exploração de depósitos não convencionais (SLATT, 2012). Folhelhos com maior teor de quartzo e calcita, por exemplo, tendem a responder melhor ao fraturamento devido à fragilidade deste mineral, o que favorece a geração de fraturas (GALE *et al.*, 2007; JARVIE *et al.*, 2007). Por outro lado, a presença significativa de argilominerais pode reduzir tanto a porosidade quanto a permeabilidade da rocha, dificultando a produção. Nas amostras analisadas neste trabalho as frações minerais mais expressivas foram calcita, muscovita e ortoclásio. Assim, considerando a composição das amostras analisadas, é possível inferir que a rocha da área de estudo tende a apresentar uma boa resposta ao fraturamento hidráulico. O método de Rietveld permite a análise quantitativa de fases minerais identificadas através de ensaios de DRX. Seis amostras foram submetidas a essa técnica, e os resultados obtidos são apresentados na tabela 2.

A tabela 3 exibe os resultados de matéria orgânica das amostras as quais foram submetidas ao ensaio de termogravimetria. O teor de matéria orgânica das amostras avaliadas variou de 9,8% a 30,4%, o que é coerente com os resultados apresentados por Castro (2015), onde os valores de carbono orgânico total (COT) obtidos para os folhelhos da Formação Ipubi indicam uma abundância excepcionalmente elevada de matéria orgânica, ultrapassando consideravelmente o limite mínimo de 1% necessário para que uma rocha seja considerada potencialmente geradora de hidrocarbonetos. Com uma média de aproximadamente 22,5%, os folhelhos da Formação Ipubi demonstram um potencial excepcional para a geração de hidrocarbonetos e, apesar de apresentar teores relativamente baixos de argilominerais, os altos teores de matéria orgânica contribuem para uma elevada microporosidade.

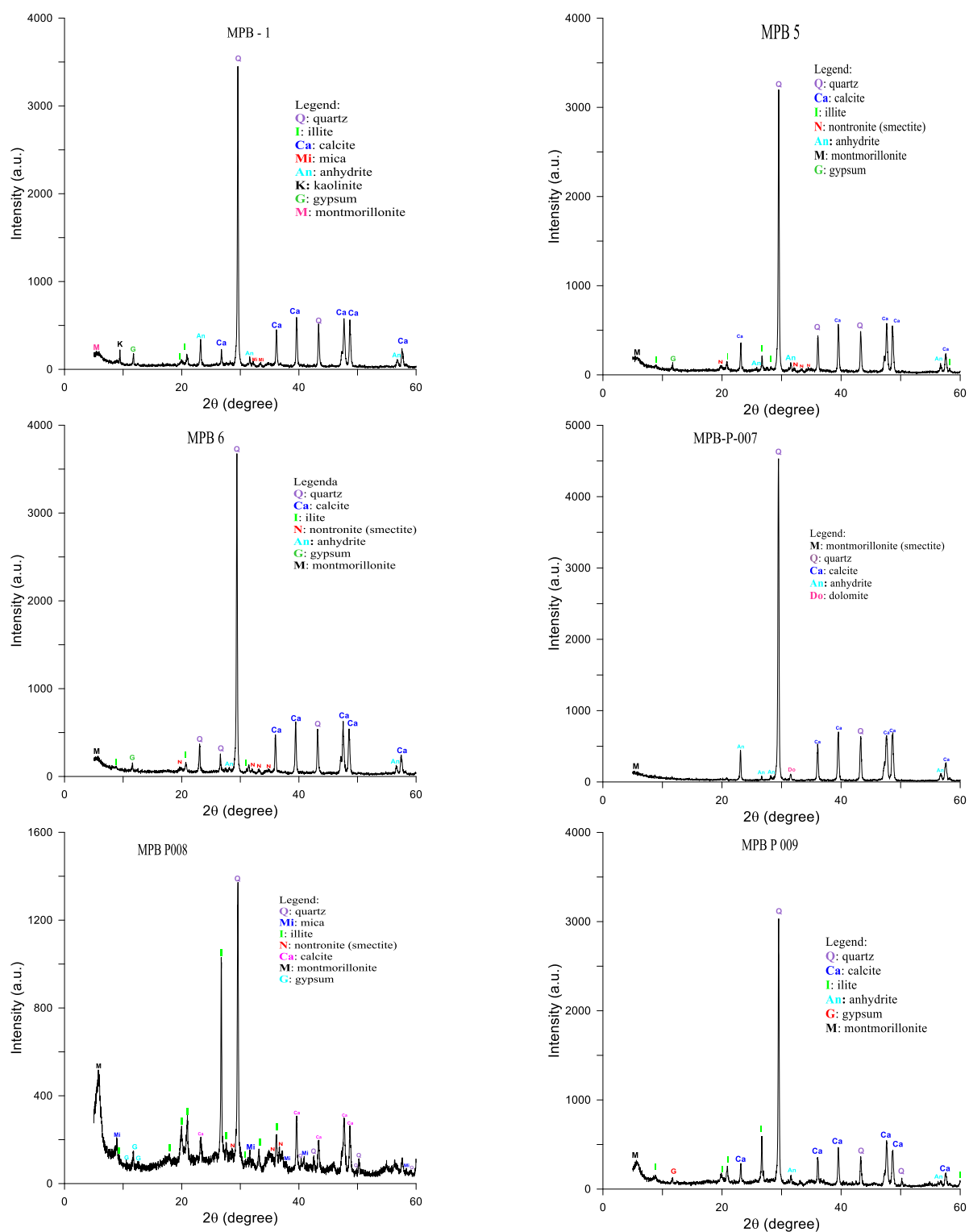


Figura 3 – Difrátogramas registrados em amostras de folhelho betuminoso da Mina Pedra Branca.

Fonte: Autores (2025).

Tabela 2 – Resultados do refinamento por Rietveld realizado nas amostras extraídas da Mina MPB.

Fase	Densidade (g/cm ³)	MPB 01-01	MPB 02-06H	MPB 01-05	MPB 01-04	MPB 02-03H	MPB 03-03
		% wgt					
Quartzo	2,65	7,00	4,26	2,10	5,13	5,37	4,38
Calcita	2,72	23,23	30,62	47,16	32,81	28,78	32,77
Aragonita	2,95	-	-	-	3,62	-	-
Argilas	2,55	3,96	2,07	1,33	1,61	2,18	1,71
Ortoclácio	2,57	6,10	8,28	7,00	5,37	10,79	18,59
Albita	2,62	7,33	1,01	-	-	-	0,88
Muscovita	2,93	20,24	15,01	13,47	20,07	14,34	16,24
Pirita	5,02	2,69	4,73	1,18	-	6,18	0,03
Gipsita	2,32	1,81	6,45	-	1,01	7,12	-
Zircão	4,68	1,50	-	-	-	-	-

*Fonte: Autores (2025).**Tabela 3 – Teor de matéria orgânica presente nas amostras.*

Amostra	Matéria orgânica (% wgt)
MPB 01-01	26,1
MPB 01-05	27,8
MPB 02-03H	26,2
MPB 02-06H	27,6
MPB 01-04	30,4
MPB 03-03	25,4

Fonte: Autores (2025).

A figura 4 apresenta a relação entre a porosidade obtida em laboratório e teor de matéria orgânica nas amostras. De modo geral, verifica-se que quanto maior o teor de matéria orgânica - normalmente associada à microporosidade - menor é a porosidade medida em laboratório, a qual se restringe, em grande parte, à caracterização de macroporos e mesoporos. Entretanto, ao analisar as amostras MPB 02-03 e MPB 03-03, bem como MPB 01-01 e MPB 01-05, observa-se que, apesar de apresentarem teores semelhantes de matéria orgânica e, consequentemente, de microporosidade, exibem porosidades laboratoriais distintas, refletindo diferentes proporções de macroporos. Assim, embora a porosidade total resulte da soma de micro, meso e macroporos, uma mesma porcentagem de matéria orgânica não implica necessariamente em respostas equivalentes de porosidade laboratorial. Esse comportamento pode estar associado a diferenças na distribuição e no tipo de matéria orgânica, bem como à sua interação com a matriz mineral, fatores que controlam a proporção de macroporos e mesoporos detectáveis nos ensaios.

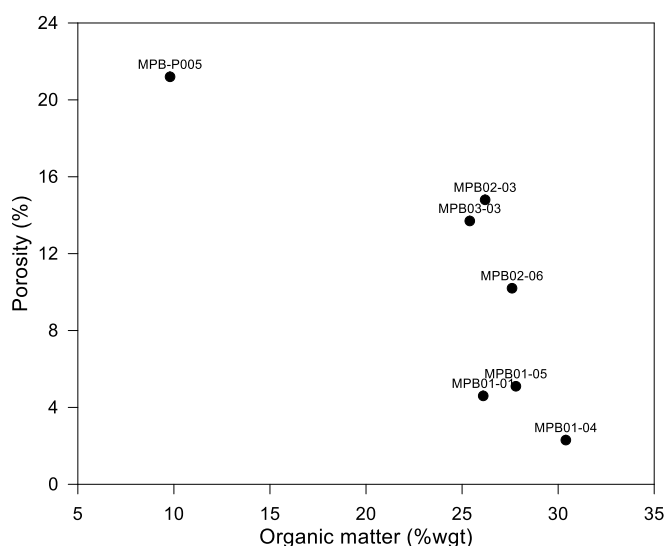


Figura 4 – Relação entre porosidade versus matéria orgânica.
Fonte: Autores (2025).

Os folhelhos correspondem à quase totalidade das rochas enriquecidas em matéria orgânica. Isso se deve ao fato de que, por apresentarem baixa densidade, os compostos orgânicos têm maior afinidade com sedimentos de granulação fina, sendo comumente depositados no mesmo ambiente desses sedimentos (GAMA & PEREIRA, 2009). Essa afinidade justifica o fato de os folhelhos apresentarem, em geral, as maiores concentrações de matéria orgânica, a qual, em muitos casos, encontra-se maturada na forma de hidrocarbonetos. Nessas situações, essas rochas são denominadas folhelhos negros (*black shales*) (KLEMM & ULMISHEK, 1991).

Ao relacionar a densidade de grãos com o teor de matéria orgânica nas amostras, observa-se que, quanto maior a quantidade de matéria orgânica, menor é a densidade de grãos. Esse comportamento ocorre porque a densidade de grãos é afetada tanto pela fração inorgânica quanto pela fração orgânica da rocha (Figura 5).

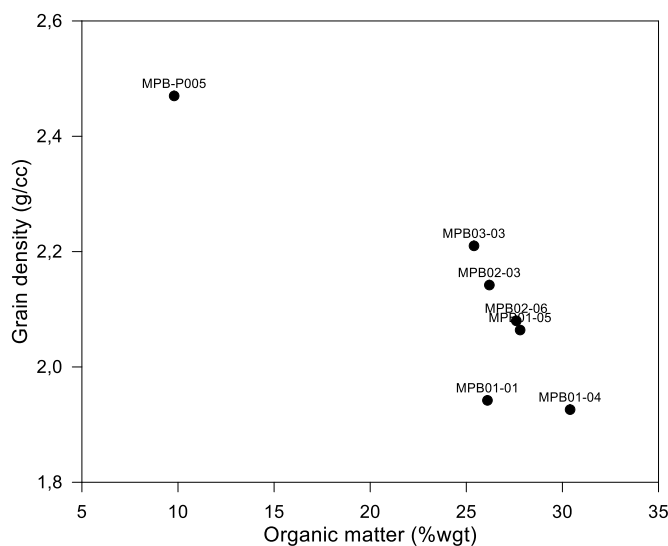


Figura 5 – Relação entre densidade de grãos versus matéria orgânica.
Fonte: Autores (2025).

As velocidades ultrassônicas são bastante empregadas na caracterização mecânica de rochas por ser uma técnica economicamente viável, rápida, ambientalmente segura e não destrutiva. A partir dessas velocidades é possível calcular

os módulos elásticos dinâmicos das rochas (ALTAWATI, EMADI & KHALIL, 2021). A Tabela 4 apresenta os resultados dos ensaios elastodinâmicos realizados nas amostras de folhelho negro da Bacia do Araripe.

Tabela 4 – Resultados dos ensaios elastodinâmicos realizados em amostras de folhelho da Mina Pedra Branca.

Amostra	VP (m/s)	VS₁ (m/s)	VS₂ (m/s)
MBP 01A-02	1927	1123	1131
MPB 01-01	2134	1133	1271
MPB 01-02	2136	1075	1179
MPB 01-03	2079	1432	1431
MPB 01-04	1352	862	886
MPB 01-05	1529	1014	1007
MPB 01A-01	1978	1168	1178
MPB 01A-03	1991	1122	1136
MPB 01A-04	2017	1088	1084
MPB 02-01	2063	1327	1095
MPB 02-03	2817	1489	1681
MPB 02-04	2760	1365	1516
MPB 02-05	1409	750	751
MPB 02-06	2807	1488	1653
MPB 03-01	1925	968	916
MPB 03-03	2021	1108	1131
MPB_02	2974	1783	1735
MPB_1D	2594	1488	1484
MPB_P05	3223	1758	1757
MPB_P07B	3847	2309	2317
MPB_04	2973	1709	1705
MPB_1A	2627	1492	1517
MPB_1F	2805	1607	1459
MPB_1C	2447	1411	1433
MPB_1B	3152	1806	1764
MPB_P03	2972	1736	1744
MPB_1H	3039	1776	1499
MPB_1E	3044	1756	1481
MPB_1G	3024	1531	1518
MPB_1J	2790	1371	1695
MPB_P07A	2627	1631	1644
MPB_1I	3392	1702	1698

Fonte: Autores (2025).

As velocidades de propagação das ondas elásticas e a densidade aparente dos folhelhos negros são consistentemente menores do que aquelas apresentadas pelas rochas encaixantes (calcários laminados e gipsita) na Bacia do Araripe, conforme discutido em Gurjão *et al.* (2013), oferecendo assim um importante contraste de impedância elástica que é o fator essencial para o sucesso de uma campanha de prospecção pela aplicação do método sísmico de imageamento da subsuperfície.

A porosidade é um parâmetro fundamental que influencia as velocidades das ondas P e S, estando relacionada ao tipo predominante de poros - macroporos ou microporos (REIJMER *et al.*, 2021). A figura 6 indica que, quanto maior a presença de microporos (neste caso geralmente associados a um maior teor de matéria orgânica), menor é a velocidade de propagação das ondas. No entanto, amostras que apresentam aproximadamente o mesmo teor de matéria orgânica, como a MPB 01-05 e MPB 02-06, podem apresentar uma variação significativa nos valores de velocidade da onda

P. Essa variação é explicada pela influência de outros fatores, como a anisotropia da rocha. As amostras MPB 02-06 e MPB 02_03 foRAM extraídas na direção horizontal (eixo da amostra paralelo ao acamamento/laminação), enquanto as demais amostras foram coletadas na direção vertical (eixo da amostra perpendicular ao acamamento). Esse comportamento está de acordo com a tendência esperada para rochas anisotrópicas, nas quais a velocidade de propagação da onda P paralela ao acamamento é maior do que na direção perpendicular ao acamamento (SOARES, 2006).

A predominância de macroporos, identificados por meio de ensaios petrofísicos, encontra-se associada ao aumento das velocidades. Essa comparação sugere que macroporosidade e microporosidade são parâmetros complementares nessas amostras, de modo que microporosidades maiores estão associadas a macroporosidades menores, e vice-versa. Macroporos exercem menor resistência à propagação das ondas do que os microporos devido ao efeito *wavefront healing* (NOLET & DAHLEN, 2000; LIU & DONG, 2012). Por esta razão a velocidade da onda P, nestas amostras, aumenta com o aumento da macroporosidade, como se vê no gráfico da figura 7. Já os microporos - que tendem a ocorrer em maior proporção nessas amostras - promovem maior dispersão e atenuação das ondas, diminuindo assim a velocidade de propagação das ondas elásticas (EBERLI *et al.*, 2003). Resultados semelhantes foram observados por Wang, Sun & Ge (2024), que relataram a redução das velocidades com o aumento do teor de querogênio.

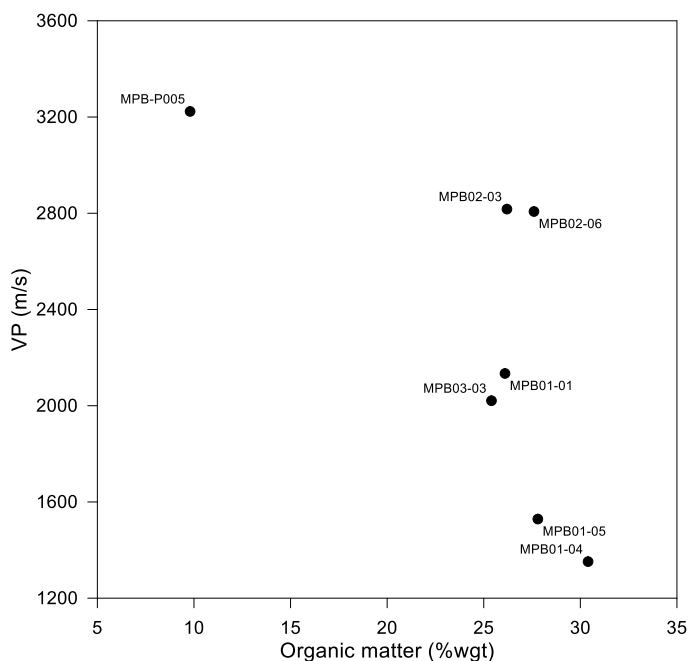


Figura 6 – Relação entre VP versus matéria orgânica.
Fonte: Autores (2025).

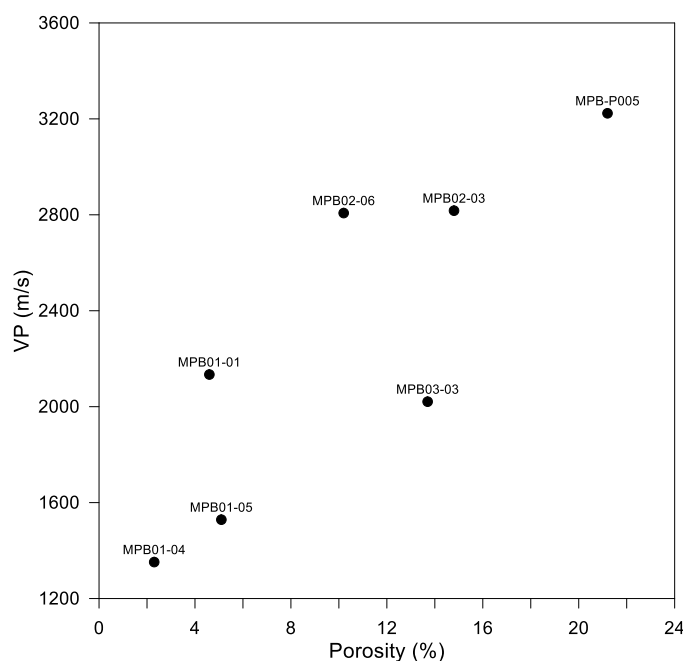


Figura 7 – Relação entre VP versus porosidade.

Fonte: Autores (2025).

4. Considerações finais

As análises composicionais e petrofísicas realizadas em amostras de folhelhos negros da Fm Ipupi da Bacia do Araripe indicam que essas rochas apresentam como principais fases inorgânicas os minerais calcita, muscovita e ortoclásio, e teores relativamente baixos de argilominerais. Os teores de matéria orgânica, por outro lado, são surpreendentemente elevados. Essa expressiva fase orgânica resultou na geração de hidrocarbonetos e na sua acumulação em poros majoritariamente micro e nanométricos. Os teores elevados de matéria orgânica são responsáveis pelos baixos valores de densidade de grãos e a sua microporosidade leva a baixas velocidades de propagação das ondas elásticas. Apesar dos folhelhos negros do Araripe apresentarem permeabilidades muito baixas, a sua composição mineral dominada por minerais frágeis - como calcita e ortoclásio - favorece a formação de fraturas hidráulicas, a fim de tornar tais rochas suficientemente permeáveis para a produção de hidrocarbonetos. As velocidades elásticas e densidades muito mais baixas dos folhelhos negros em relação às rochas encaixantes que predominam naquela bacia (calcários laminados e gipsita) resultam em um forte contraste de impedância, fator essencial para a prospecção sísmica de qualquer tipo de reservatório de óleo e gás.

Agradecimentos

Agradecemos à Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) que, Projeto de Pesquisa 01.23.0513.00 - C - FINEP OFFSHORE, e à PETROBRAS (Projeto de Pesquisa 0050.0129100.24.9), pelo apoio financeiro que ambas as instituições prestaram, permitindo a execução deste trabalho.

Referências

ALEXANDER, T.; BAIHLY, J.; BOYER, C.; CLARK, B.; WATERS, G.; JOCHEN, V.; LE CALVEZ, J.; LEWIS, R.; MILLER, C.K.; THAELE, J.; TOELLE, B.E. Shale Gas Revolution. Oilfield Review Autumn, v. 23, n. 3, p. 40-55, 2011.

- ALTAWATI, F.; EMADI, H.; KHALIL, R. An experimental study to investigate the physical and dynamic elastic properties of Eagle Ford shale rock samples. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, v. 11, p. 3389–3408, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s13202-021-01243-w>. Acesso em: 5 maio 2025.
- AMYX, J.W.; BASS, D.M.; WHITING, R.L. *Petroleum Reservoir Engineering: Physical properties*. New York: McGraw-Hill Companies, 1960.
- ASSINE, M. L. Bacia do Araripe. *Boletim de Geociências da Petrobras*, v. 15, p. 371-389, 2007.
- BJORL YKKE, Knut. *Petroleum geoscience: From sedimentary environments to rock physics*. Springer Science & Business Media, 2010.
- BU, H.; JU, Y.; TAN, J.; WANG, G.; LI, X. Fractal characteristics of pores in non-marine shales from the Huainan coalfield, eastern China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, v. 24, p. 166-177, 2015.
- CASTRO, R.G. Caracterização geoquímica de folhelhos da Formação Ipubi (Bacia do Araripe) com base em biomarcadores saturados e compostos aromáticos. 2015. 159 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2015. Disponível em: <https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/14067>. Acesso em: 15 maio 2025.
- CHALMERS, G.R.; BUSTIN, R.M.; POWER, I.M. Characterization of gas shale pore systems by porosimetry, pycnometry, surface area, and field emission scanning electron microscopy/transmission electron microscopy image analyses: examples from the Barnett, Woodford, Haynesville, Marcellus, and Doig units. *AAPG Bulletin*, v. 96, n. 6, p. 1099–1119, 2012. DOI: 10.1306/10171111052.
- CHAPMAN, R.E. *Petroleum Geology: A Concise Study*. Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company, 1976.
- CHARLTON, T. S.; GOODARZI, M.; ROUAINIA, M.; APLIN, A. C.; CUBILLAS, P. Effect of Diagenesis on Geomechanical Properties of Organic Rich Calcareous Shale: a Multiscale Investigation. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, Washington, v. 126, n. 7, art. e2020JB021365, p. –, 30 jun. 2021. DOI: 10.1029/2020JB021365.
- DUTRA, C.V.; GOMES, C.B. A Fluorescência de Raios X na Geologia. In: GOMES, C. B. (Org.). *Técnicas Analíticas Instrumentais Aplicadas à Geologia*. São Paulo: Edgard Blücher Ltda., 1984. p. 85-120.
- EBERLI, G.P.; BAECHLE, G.T.; ANSELMETTI, S.F.; INCZE, M.L. Factors controlling elastic properties in carbonate sediments and rocks. *The Leading Edge*, v. 22, p. 654-660, 2003. DOI: 10.1190/1.1599691.
- EIA – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. U.S. field production of crude oil. Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=p&s=mcrfpus2&f=a>. Acesso em: 18 jun. 2025.
- GAMA, R.M.A.; PEREIRA, E. Caracterização estratigráfica do intervalo Eodevoniano registrado na região de Jaquariaíva (PR), Bacia do Paraná, Brasil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS, 5., 2009.
- GALE, J.F.W.; REED, R.M.; HOLDER, J. Natural fractures in the Barnett Shale and their importance for hydraulic fracture treatments. *AAPG Bulletin*, v. 91, n. 4, p. 603-622, 2007.
- GURJÃO, K.G.R.; SOARES, J.A.; BARBOSA, J.A.; GOMES, I.F.; FIGUEIREDO, A.N. Petrophysics of carbonatic and evaporitic rocks from Araripe Basin. In: INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY, 13., Rio de Janeiro, 2013.
- JARVIE, D.M.; HILL, R.J.; RUBLE, T.E.; POLLASTRO, R.M. Unconventional Shale-Gas Systems: The Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as One Model for Thermogenic Shale-Gas Assessment. *AAPG Bulletin*, v. 91, n. 4, p. 475–499, 2007. DOI: 10.1306/12190606068.
- KING, G.E. *Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac*

-
- Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. In: SPE HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY CONFERENCE, The Woodlands, Texas, 2012. Anais... Texas: SPE International, 2012. p. 1-80.
- KLEMME, H.D.; ULMISHEK, G.F. Effective petroleum source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors. AAPG Bulletin, v. 75, n. 12, p. 1809–1851, dez. 1991. DOI: 10.1306/0C9B2A47-1710-11D7-8645000102C1865D.
- LAW, B.E.; CURTIS, J.B. Introduction To Unconventional Petroleum Systems. AAPG Bulletin, v. 86, n. 11, p. 1851–1852, nov. 2002.
- LIU, Y.; DONG, L. Influence of wave front healing on seismic tomography. Science China Earth Sciences, v. 55, p. 1891–1900, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11430-012-4441-0>.
- MEDEIROS, V.C. Evolução geodinâmica e condicionamento estrutural dos terrenos Piancó-Alto Brígida e Alto Pajeú, domínio da zona transversal, NE do Brasil. 2004. Tese (Doutorado em Geodinâmica) – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2004. Disponível em: <https://rigeo.sgb.gov.br/handle/doc/105>.
- MELLO, R.M. Utilização do resíduo proveniente do acabamento e manufatura de mármore e granitos como matéria-prima em cerâmica vermelha. 2006. Dissertação (Mestrado) – IPEM-USP, São Paulo, 2006.
- MIRANDA, A.O. Caracterização petrofísica em jazidas de gás não convencionais no noroeste da Bacia do Médio Amazonas. 2023. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2023.
- NELSON, P.H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. AAPG Bulletin, v. 93, p. 329-340, 2009.
- NOLET, G.; DAHLEN, F.A. Journal of Geophysical Research: Solid Earth. v. 105, n. B8, p. 19.043-19.054, 2000.
- REIJMER, J.J.; BLOK, C.N.; EL-HUSSEINY, A.; KLEIPOOL, L.M.; HOGENDORP, Y.C.K.; ALONSO-ZARZA, A. M. Petrophysics and sediment variability in a mixed alluvial to lacustrine carbonate system (Miocene, Madrid Basin, Central Spain). Depositional Record, v. 8, n. 1, p. 317-339, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1002/dep2.158>. Acesso em: 16 jun. 2025.
- RODRIGUES, I.S. Caracterização multiescalar petrofísica e mineralógica de folhelhos da Bacia do Araripe. 2018. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande, 2018.
- ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J.A.D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Inteciência, 2006.
- ROSS, D.J.K.; BUSTIN, R.M. Shale Gas Reservoir Systems: Insights from North of the Border. Search and Discovery Article, n. 10129, 2007. Disponível em: <https://www.searchanddiscovery.com/documents/2007/07066gross/index.htm>. Acesso em: 13 maio 2025.
- ROSS, D.J.K.; BUSTIN, R.M. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs. Marine and Petroleum Geology, v. 26, n. 6, p. 916-927, 2009.
- SAKHAEE-POUR, A.; BRYANT, S. Gas permeability of shale. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, v. 15, n. 4, p. 401-409, 2012.
- SEABRA, P.N.C. Aplicação de biopilha na biorremediação de solos argilosos contaminados com petróleo. 2005. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Química) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- SHI, M.; YU, B.; XUE, Z.; WU, J.; YUAN, Y. Pore characteristics of organic-rich shales with high thermal maturity: a case study of the Longmaxi gas shale reservoirs from well Yuye-1 in southeastern Chongqing, China. Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 26, p. 948–959, 2015.
- SLATT, R.M.; RODRIGUEZ, N.D. Comparative sequence stratigraphy and organic geochemistry of gas shales: commonality or coincidence. Journal of Natural Gas Science and Engineering, v. 8, p. 68-84, 2012.

-
- SOARES, J. A. 2006. Anisotropia elástica induzida por tensões e heterogeneidades: análise por tomografia ultra-sônica de testemunhos. Tese de Doutorado submetida ao Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ.
- WANG, X.; SUN, Y.; SONG, J.; GE, H . Rock physics modeling studies on the elastic and anisotropic properties of organic-rich shale. *Energies*, v. 17, n. 23, p. 5955, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17235955>. Acesso em: 16 jun. 2025.
- YANG, F.; NING, Z.; WANG, Q.; ZHANG, R.; KROOSS, B.M. Pore structure characteristics of lower Silurian shales in the southern Sichuan Basin, China: Insights to pore development and gas storage mechanism. *International Journal of Coal Geology*, v. 156, p. 12-24, 2016.
- ZOU, C. Unconventional Petroleum Geology. Saint Louis:m cerâmica vermelha. São Paulo. Dissertação de Mestrado, IPEN-USP, 2017.